

## Сравнительный анализ методов строительства трубопроводов в сейсмоактивной зоне, обеспечивающих их надежность

*И.А. Томарева, Е.Г. Степанов, О.С. Брусенков, Д.С. Балюба, А.О. Дробин*

*Волгоградский государственный технический университет*

**Аннотация:** В статье представлена концепция обеспечения надежности при эксплуатации нефтепроводов в зоне активного тектонического разлома. Рассмотрены возможные варианты решения данной проблемы. Отмечено, что на современном этапе в российской нормативно-технической документации при расчете трубопроводов на сейсмическое воздействие не учитывается резкое смещение грунта, приводящее к нарушению их проектного положения. На примере объекта исследования были рассмотрены изменения в напряженно-деформированном состоянии трубопровода с заданными толщинами стенок трубы и смещения плит при землетрясении. Были определены минимальные расстояния при установке запорной арматуры в зоне прохождения нефтепровода через тектонический разлом. Определена суммарная величина экономического и экологического ущерба от возможных аварийных ситуаций на исследуемом нефтепроводе, которая позволила сделать заключение о необходимости комплексного подхода к мероприятиям по обеспечению надежности нефтепроводов в зоне активного тектонического разлома.

**Ключевые слова:** нефтепровод, активный тектонический разлом, надежность, напряженно-деформированное состояние, авария, запорная арматура, смещение плит земной коры.

Обеспечение надежности трубопроводных систем в сейсмоопасных районах является задачей сложной, требующей учета таких процессов, как волновое давление на трубопровод, так и смещение плит в вертикальном и горизонтальном направлении (тектонический разлом) [1-3].

Проведенные ранее исследования показали, что в случае мощных сейсмических подвижек, характеризующихся значительной амплитудой и интенсивностью, плиты земной коры, разделяемые тектоническим разломом, могут подвергаться смещениям до 4 метров в горизонтальной и 8 метров в вертикальной плоскостях. При этом длина разломов может варьироваться от 10 до 80 км [4-6].

К сожалению, в российской нормативно-технической документации при расчете трубопроводов на сейсмическое воздействие не учитывается резкое смещение грунта, приводящее к изменению их проектного положения.

---

Этот аспект оказывает значительное влияние на прочностные характеристики трубопроводных систем и может существенно ухудшить показатели безопасности эксплуатации нефтегазопроводов [7-9].

Наше исследование направлено на выбор оптимального решения в реализации мероприятий и технологий строительства трубопроводных систем в зоне сейсмической активности с учетом сдвига плит земной коры.

В рамках исследования был проведен анализ участка магистрального нефтепровода (МН) «Александровское – Анджеро-Судженск». По результатам инженерных изысканий участок трассы трубопровода находится в зоне возможного активного тектонического разлома (АТР), с предположительным смещением плит в разломе до 5 м.

Для повышения надежности нефтепровода были рассмотрены следующие мероприятия:

- повышение прочности труб за счет увеличения толщины стенки;
- размещение на границах разлома запорной арматуры.

Исходными данными для расчета послужили следующие конструктивно-технические параметры трубопровода: диаметр – 1220 мм, давление – 4,8 МПа, предел текучести стали – 490 МПа, плотность ( $850 \text{ кг/м}^3$ ) и вязкость (0,25 сСт) нефти, коэффициент неравномерности перекачки – 1,07, скорость продольной сейсмической волны – 1,2 м/с.

Для анализа напряжённого состояния использовались специализированные программные инструменты, такие как «ЛИРА-Сапр». Расчёты выполнялись в соответствии с актуальными стандартами и нормами, включая РД 39-00147-105-016-98.

Результаты расчетов сведены в таблицу 1 и представлены на рис. 1-9, на которых отображена связь между параметрами трубы, величиной тектонического смещения и сейсмической активностью. Данная методика позволяет определить оптимальные параметры труб, обеспечивающие

---

требуемый уровень прочности и надежности в зоне АТР.

Таблица 1

Напряжения в трубопроводе от смещения плит в разломе

Параметры трубопровода, мм	Смещение плит, м	Напряжения, МПа		
		6 баллов	7 баллов	8 баллов
1220x26	3	427	450	495
	4	470	493	> 500
	5	> 500	> 500	> 500
1220x29	3	402	425	470
	4	461	484	> 500
	5	> 500	> 500	> 500
1220x32	3	395	417	463
	4	439	462	482
	5	> 500	> 500	> 500

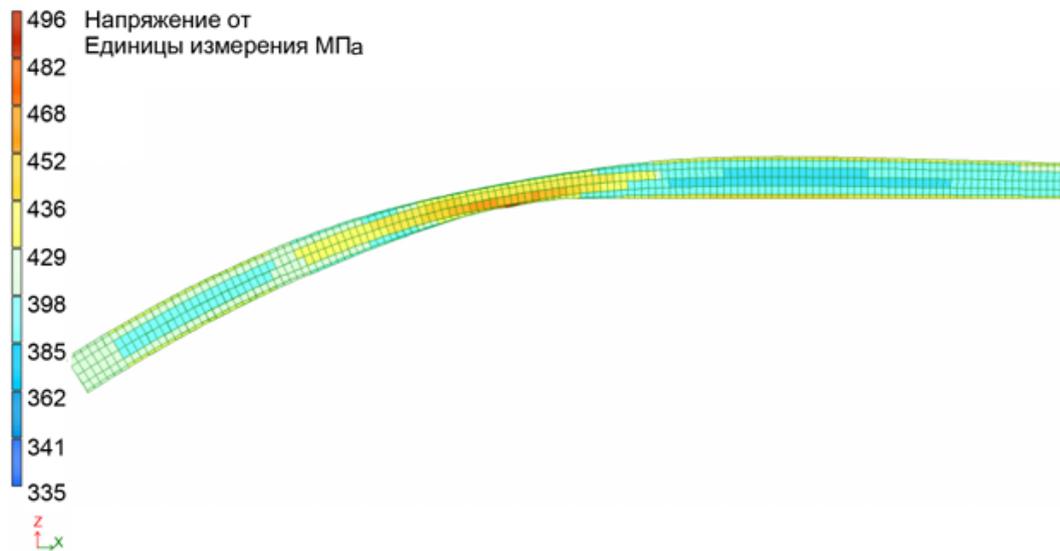


Рис 1. Напряженное состояние трубопровода в зоне АТР при толщине стенки трубы 26 см и сейсмической активности 6 баллов

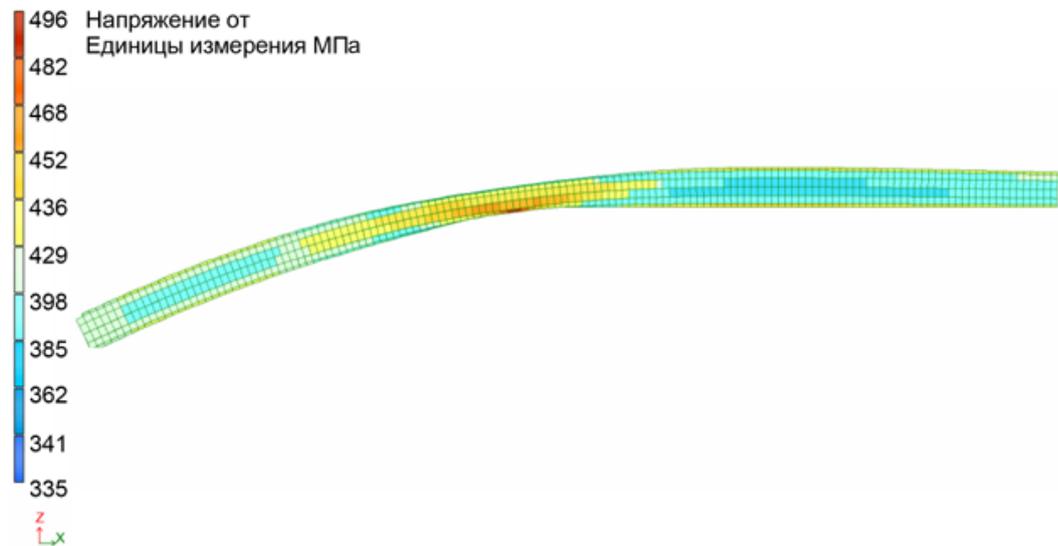


Рис. 2. Напряженное состояние трубопровода в зоне АТР при толщине стенки трубы 29 см и сейсмической активности 6 баллов

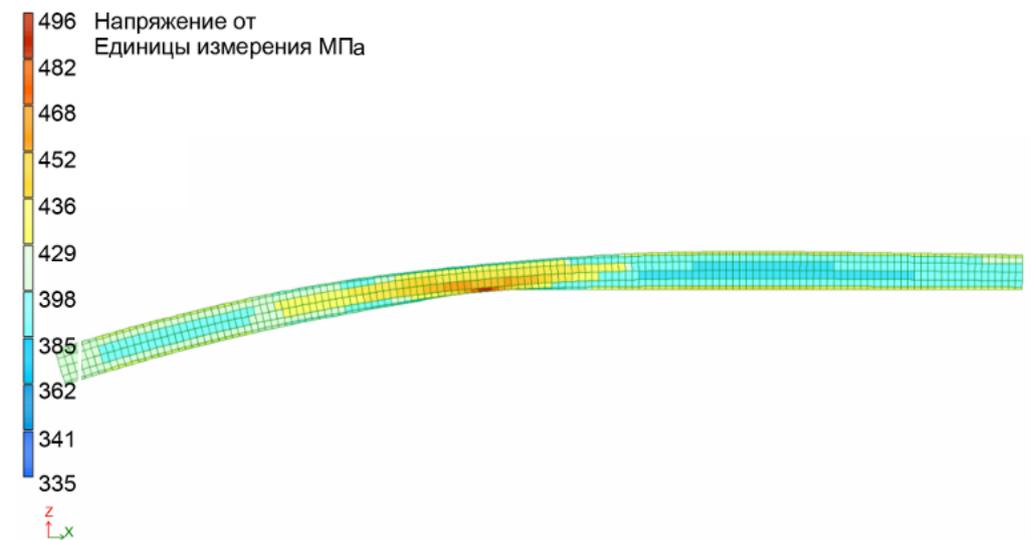


Рис. 3. Напряженное состояние трубопровода в зоне АТР при толщине стенки трубы 32 см и сейсмической активности 6 баллов

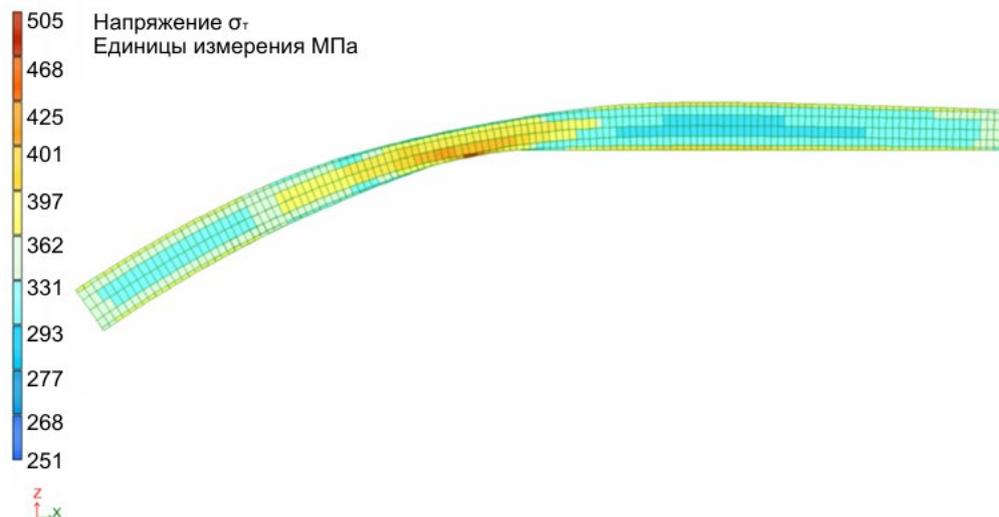


Рис. 4. Напряженное состояние трубопровода в зоне АТР при толщине стенки трубы 26 см и сейсмической активности 7 баллов

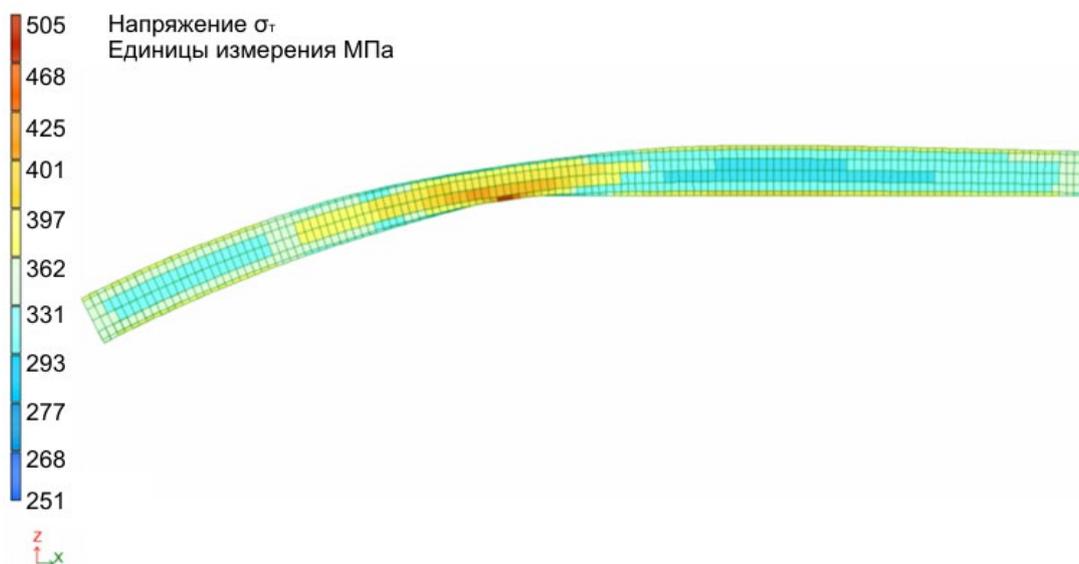


Рис. 5. Напряженное состояние трубопровода в зоне АТР при толщине стенки трубы 29 см и сейсмической активности 7 баллов

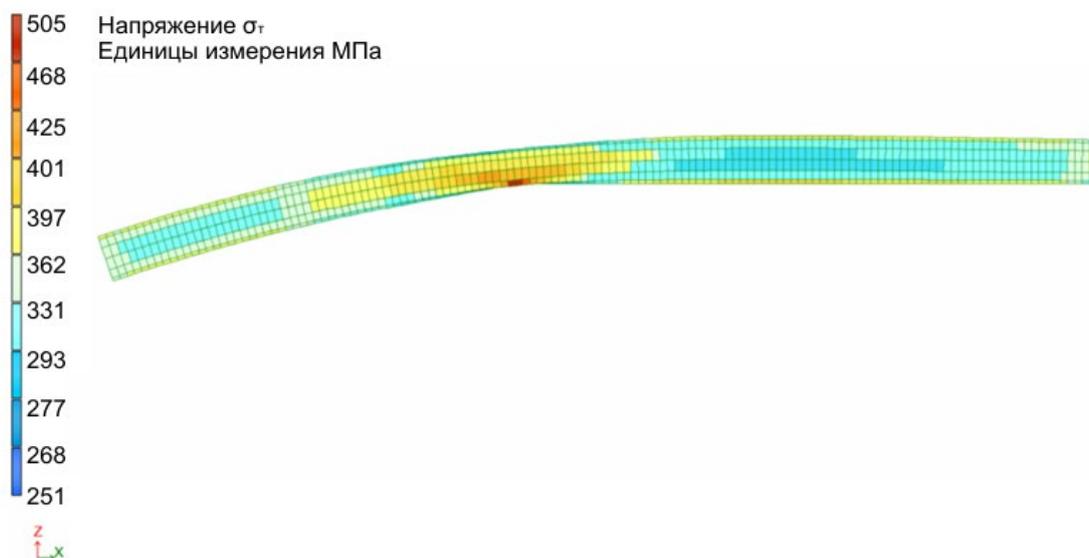


Рис. 6. Напряженное состояние трубопровода в зоне АТР при толщине стенки трубы 32 см и сейсмической активности 7 баллов

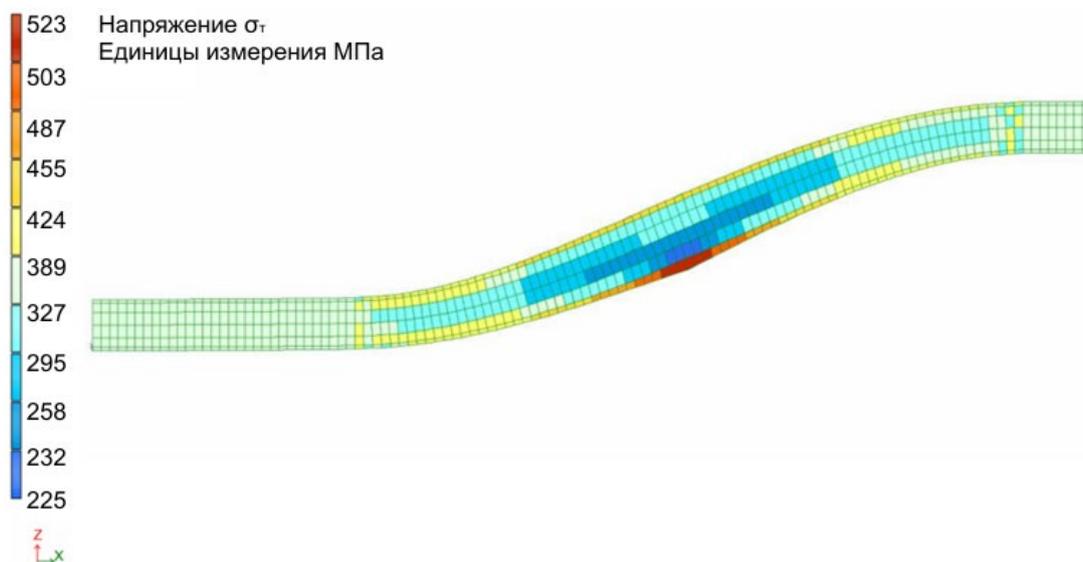


Рис. 7. Напряженное состояние трубопровода в зоне АТР при толщине стенки трубы 26 см и сейсмической активности 8 баллов

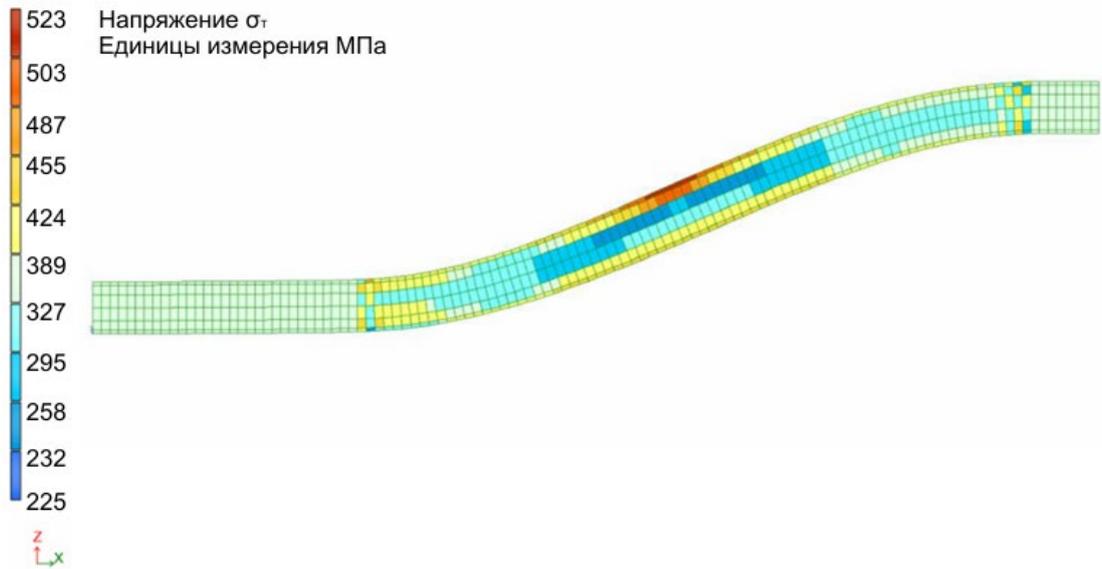


Рис. 8. Напряженное состояние трубопровода в зоне АТР при толщине стенки трубы 29 см и сейсмической активности 8 баллов

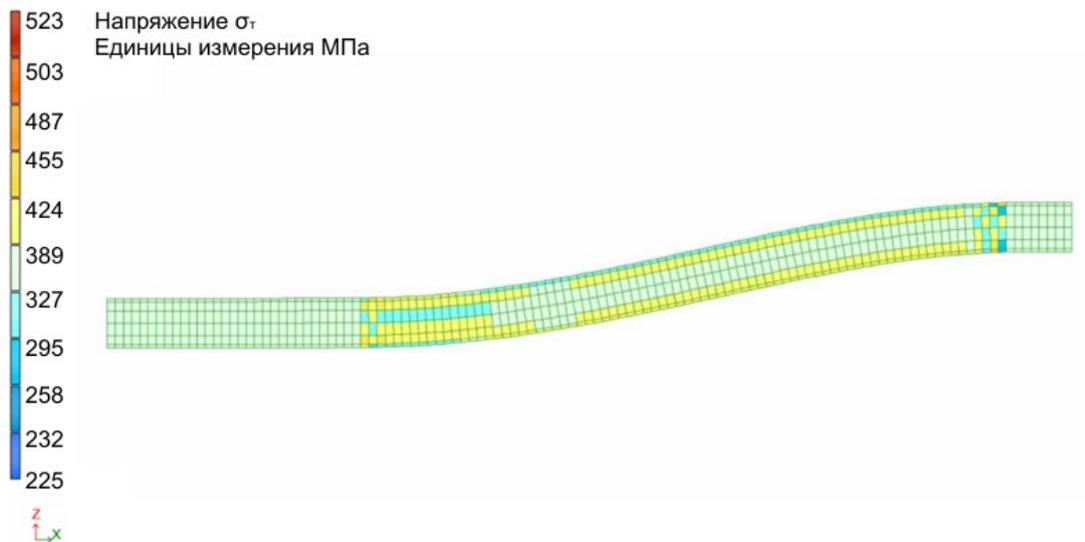


Рис. 9. Напряженное состояние трубопровода в зоне АТР при толщине стенки трубы 32 см и сейсмической активности 8 баллов

Результаты исследования показали, что увеличение толщины стенки трубы позволяет обеспечить надежность нефтепровода в зоне АТР, однако при смещении плит на 5 м напряжения в трубопроводе показали значения более допустимых не зависимо от его параметров и интенсивности землетрясения. Следовательно, деформация трубопровода гарантировано приведет к аварийной ситуации с разливом нефти.

Еще одним способом предупреждения аварийной ситуации с разливом нефти в зоне АТР является установка запорной арматуры на трубопроводе [10]. При реализации данного метода важное значение приобретает вопрос о местах размещения трубопроводной арматуры. В нормативно-технической документации (СП 36.13330.2012) рекомендуется норма – не более 30 км друг от друга. Исследование было направлено на определение минимального расстояния между запорной арматурой, учитывая исходные условия и параметры нефтепровода.

При определении минимального расстояния между задвижками будем учитывать коэффициент ответственности  $k_0 = 2$  и максимальную длину участка трубопровода, подвергающегося деформации  $L$ , т.к. для минимизации разливов нефти запорную арматуру следует устанавливать за пределами деформируемого участка:

$$L_{min} = k_0L \quad (1)$$

Полученные результаты расчетов сведены в таблицу 2.

Таблица 2

Минимальное расстояние между запорной арматурой

Толщина стенки, мм	Минимальное расстояние между запорной арматурой $L_{min}$ , м		
	6 баллов	7 баллов	8 баллов
26	228	232	240
29	224	230	238
32	218	224	230

Расчет суммарной величины экологического и экономического ущерба от возможных аварийных ситуаций на МН «Александровское – Анджеро-Судженск» в зоне АТР (табл. 3) показал, что лучшую эффективность по снижению ущерба дает комплекс мероприятий, включающий увеличение прочности трубопроводной конструкции за счет увеличения толщины стенки трубы и установки на трубопроводе в зоне АТР дополнительной задвижки.

Таблица 3

Суммарная величина экологического и экономического ущерба от возможных аварийных ситуаций на МН «Александровское – Анджеро-Судженск» в зоне АТР

Суммарный ущерб от аварий на МН	Мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций на МН в зоне АТР			
	Без мероприятий	Установка дополнительной задвижки	Увеличение толщины стенки трубы	Комплекс мероприятий
Количество нефти аварийного разлива, т	180,0	124,0	36,5	19,0
Сумма, млн.руб.	4,5	2,8	3,0	1,7

### Литература

1. Шебалин Н.В. Сильные землетрясения: Избранные труды. - М.: Изд-во Академии горных наук, 1997. 542 с.
2. Онищенко А.О., Аль-Машвали С.М., Томарева И.А. Анализ технологий строительства подземных нефтегазопроводов в сейсмически опасных районах // Инженерный вестник Дона. 2021. № 6. URL: [ivdon.ru/ru/magazine/archive/n6y2021/7042](http://ivdon.ru/ru/magazine/archive/n6y2021/7042).

3. Wolf J. P. Dynamic Soil–Structure Interaction. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1985. 481 p.
4. Стром А.Л., Иващенко А.И., Кожурин А.И. Оценка расчетных значений сейсмогенных подвижек по разрывам, пересекающим трассы трубопроводов, и вероятности их превышения // Вопросы инженерной сейсмологии. 2008. Т. 35. № 2. С. 14-19.
5. Гумеров, Р. А., Ларионов В.И., Суцев С.П. Оценка влияния поперечных нагрузок на подземный трубопровод при сейсмическом воздействии // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 4(106). С. 146–155.
6. Валеев А. Р., Зотов А. Н. Новые конструктивные методы повышения сейсмостойкости трубопроводов. // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2010. № 1 . С. 7.
7. Гумеров А.Г., Гаспарян Р.С. Расчёт на прочность и выбор рациональных конструктивных решений прокладки подземных нефтепроводов на пересечённом рельефе местности // Трубопроводный транспорт. Теория и практика. 2007. № 4. С. 26-27.
8. Низамов Х.Н., Применко В.Н., Колычев А.В. Определение допустимых динамических нагрузок на трубопроводы // Двойные технологии. 2000. № 11. С.59-60.
9. Guidelines for Assessing the Performance of Oil and Natural Gas Pipeline Systems in Natural Hazard and Human Threat Events (Report). American Lifelines Alliance. 2005, 55 p. URL: [americanlifelinesalliance.com/pdf/PipeguideFinalPosted061705.pdf](http://americanlifelinesalliance.com/pdf/PipeguideFinalPosted061705.pdf) (дата обращения: 01.06.2025).
10. Павлова З.Х., Кузеев И.Р. Обеспечение безопасности эксплуатации магистрального нефтепровода оптимальным размещением линейной

запорной арматуры по критерию минимума риска аварий // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2015. № 3. С. 13-17.

### References

1. Shebalin N.V. Sil'nyye zemletryaseniya: Izbrannye trudy [Strong earthquakes: Selected works]. M.: Izd-vo Akademii gornykh nauk, 1997. 542 p.
2. Onishchenko A.O., Al'-Mashvali S.M., Tomareva I.A. Inzhenernyj vestnik Dona. 2021. № 6. URL: [ivdon.ru/ru/magazine/archive/n5y2021/7042](http://ivdon.ru/ru/magazine/archive/n5y2021/7042).
3. Wolf J. P. Dynamic Soil–Structure Interaction. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1985. 481 p.
4. Strom A.L., Ivashchenko A.I., Kozhurin A.I. Voprosy inzhenernoy seysmologii. 2008. Т. 35. № 2. pp. 14-19.
5. Gumerov, R. A., Larionov V.I., Sushchev S.P. Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov. 2016. № 4(106). pp. 146–155.
6. Valeyev A. R., Zotov A. N. Elektronnyy nauchnyy zhurnal Neftgazovoye delo. 2010. № 1. p. 7.
7. Gumerov A.G., Gasparyan R.S. Truboprovodnyj transport. Teoriya i praktika. 2007. № 4. pp. 26-27.
8. Nizamov KH.N., Primenko V.N., Kolychev A.B. Dvoynyye tekhnologii. 2000. № 11. pp. 59-60.
9. Guidelines for Assessing the Performance of Oil and Natural Gas Pipeline Systems in Natural Hazard and Human Threat Events (Report). American Lifelines Alliance. 2005, 55 p. URL: [americanlifelinesalliance.com/pdf/PipeguideFinalPosted061705.pdf](http://americanlifelinesalliance.com/pdf/PipeguideFinalPosted061705.pdf) (date assessed: 01.06.2025).
10. Pavlova Z.KH, Kuzeyev I.R. Elektronnyy nauchnyy zhurnal Neftgazovoye delo. 2015. № 3. pp. 13-17.

**Дата поступления: 26.06.2025**

**Дата публикации: 25.08.2025**